

Energiezukunft und innovative Technologien: **Energiespeicherung durch Power to Gas-Systeme**

Dr. Robert Tichler
Gerda Reiter, MSc

21. März 2014
Frühjahrsseminar des VHKS, St. Stefan am Walde

Inhalt

- Notwendigkeit neuer Speichersysteme
- Das System Power to Gas
- Nutzen für das Energiesystem
 - Ökonomische Aspekte
 - Vergleich mit volkswirtschaftlichen Benchmarks
- Forschungsprojekte und Pilotanlagen
- Fazit: Power to Gas – eine Technologie der Zukunft?

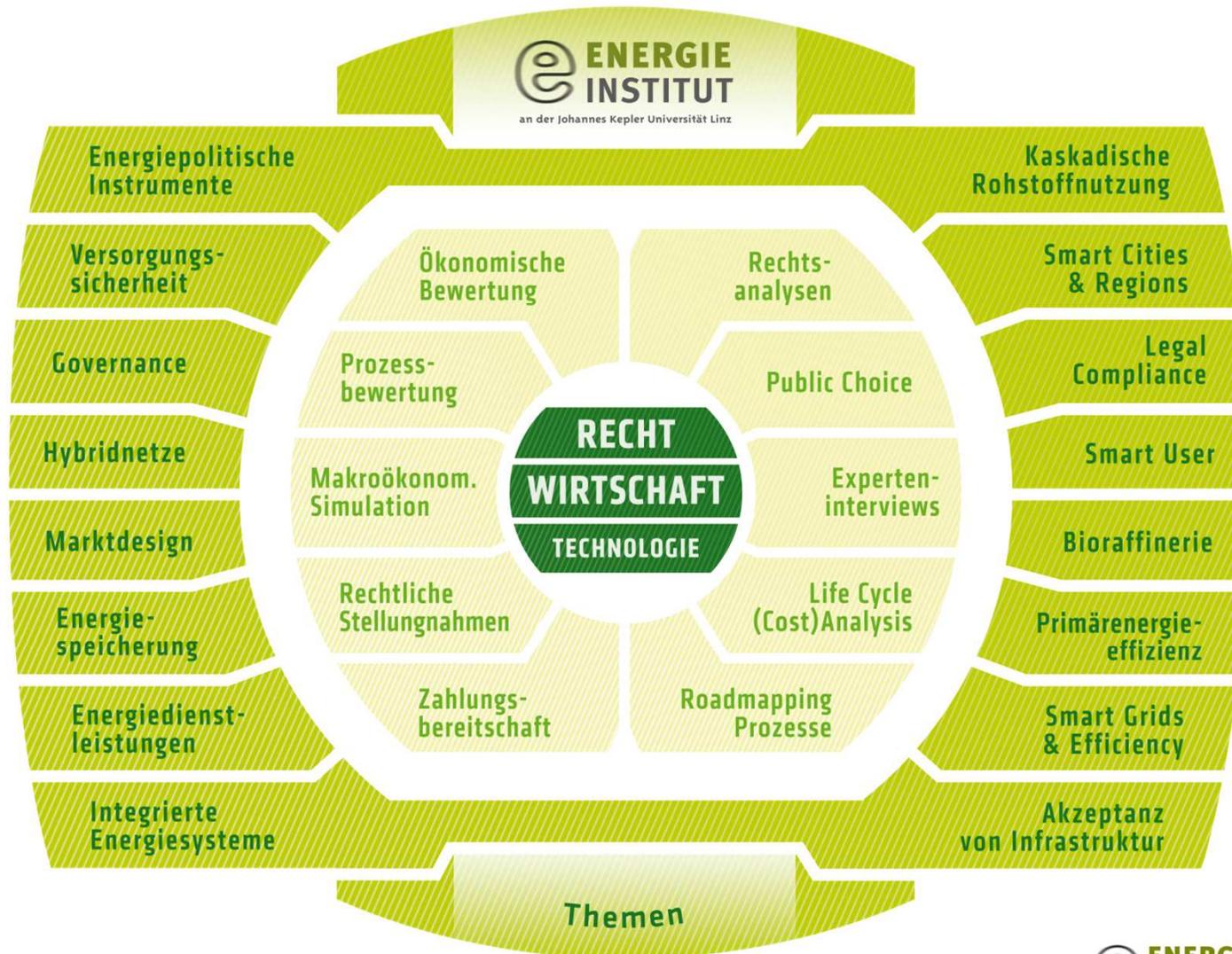
Kurzvorstellung Energieinstitut an der JKU Linz

- Außeruniversitäres Forschungsinstitut, Partner of Innovation der JKU
- über 170 Forschungsprojekte / 32 Dissertationen / 32 Diskussionspapiere sowie über 30 Bücher / Vielzahl an wissenschaftlichen Artikeln (international und national)

- Mitglieder:



- Kooperation des Energieinstituts (Auswahl)
 - *universitärer Ebene:* JKU Linz, TU Graz, TU Wien, MU Leoben, Kunstuniversität Linz, TU München, Universität Turin, FH Oberösterreich,...
 - *außeruniversitäre Forschungsinstitutionen:* AIT, Umweltbundesamt, Joanneum Research, ÖVAF, Profactor GmbH, Fraunhofer Institute,...
 - *firmeneigene Forschungsabteilungen:* österr. Energieunternehmen, voestalpine, Clariant AG, Evonik AG, Bio Renewables Ireland,...

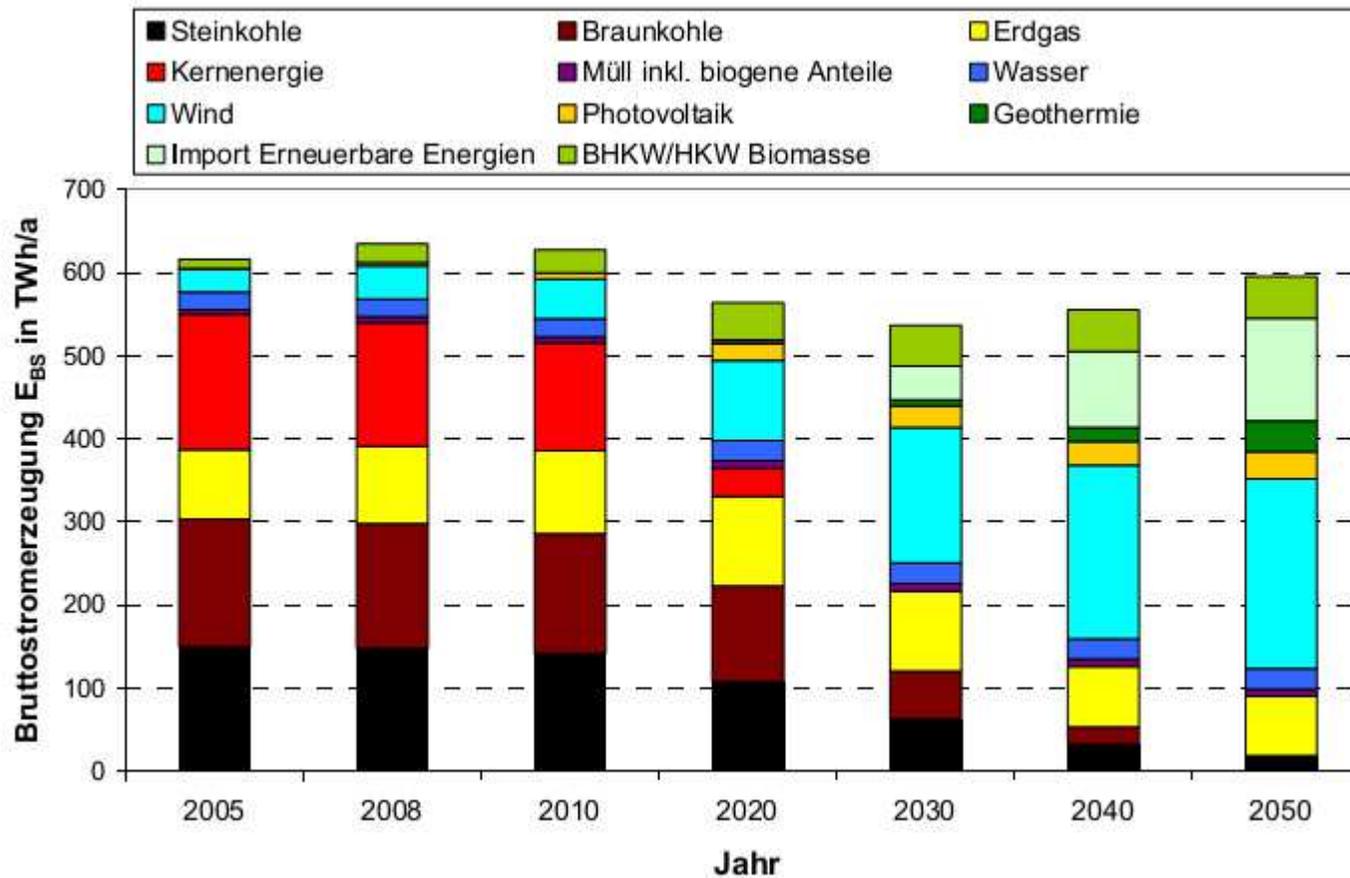


Notwendigkeit neuer Speichersysteme

- umwelt- und energiepolitische Zielsetzung einer verstärkten Integration erneuerbarer Energieträger generiert neue große Herausforderungen für die europäischen Volkswirtschaften
- der Anteil erneuerbarer Energien zur Bereitstellung von Elektrizität wird in den nächsten Jahren und Jahrzehnten auch bei einer potentiellen Verbrauchszunahme stark steigen.
- Die Primärenergieträger Windkraft und Sonnenenergie unterliegen in ihrem Aufkommen starken zeitlichen Schwankungen, einer sehr volatilen Produktion
- Nutzung dieser Energieformen zur Bedarfsdeckung in Perioden mit Unterversorgung; ABER: hohe Überschüsse in Zeiten mit einem hohen Aufkommen

Notwendigkeit neuer Speichersysteme

Stromproduktion in Deutschland von 2005 bis 2050



Notwendigkeit neuer Speichersysteme

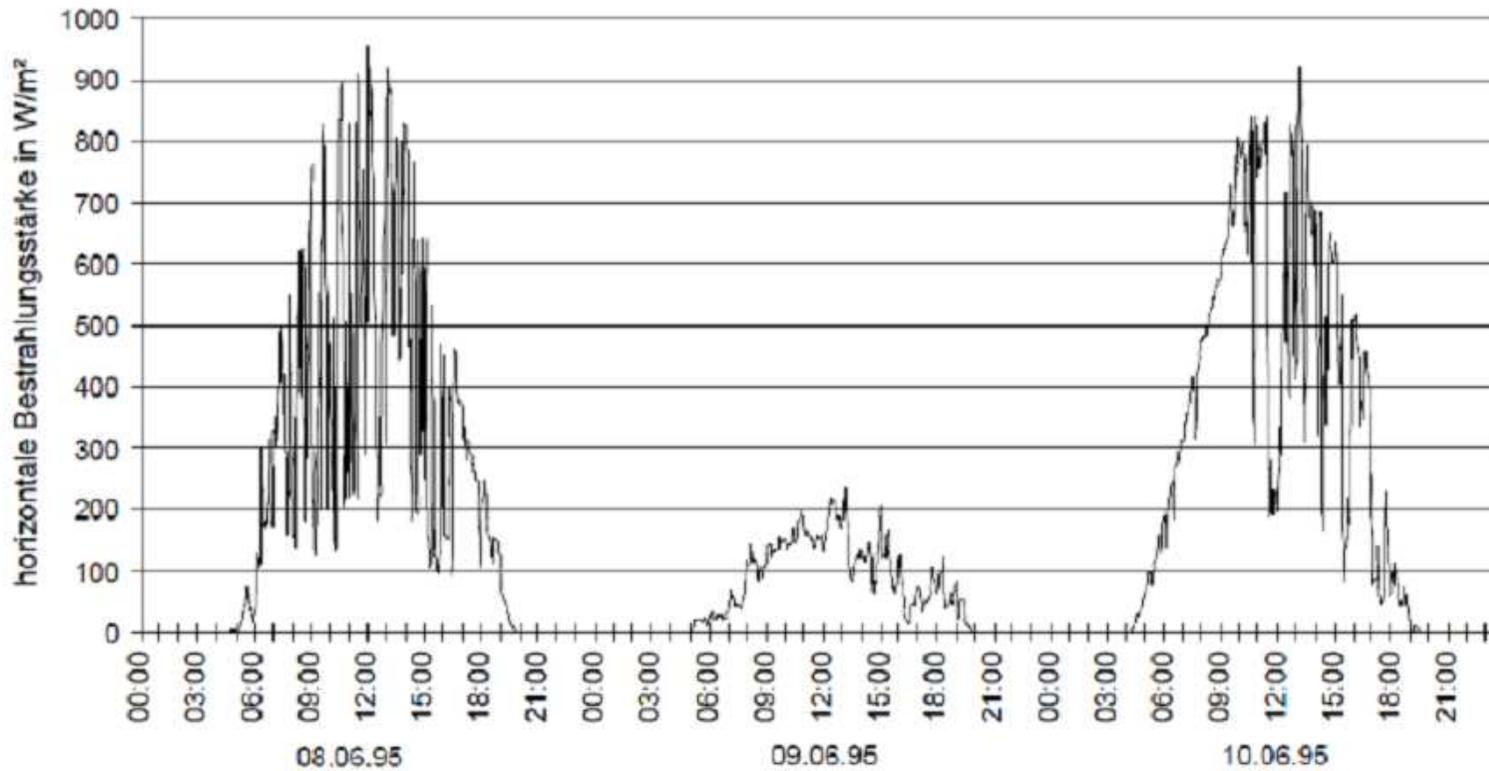
Potenziale für die regenerativen Energiequellen in Deutschland

	Potenzial installierte Leistung in GW	Potenzial Erzeugung elektr. Energie in TWh	Bedingungen Potenzial	Ist-Stand
Photovoltaik	115 - 130	105 - 112	$\eta = 13,5 \%$ 860 h Volllast	2009: 9,8 GW 6,2 TWh
Biogas	7,3 - 21	21 - 105	$\eta_{el.BHKW} = 40 \%$	2009: 1,65 GW 10 TWh
Wind onshore	45 - 67	112	2490 h Volllast	2009: 25,7 GW 37,8 TWh 1700 h Volllast
Wind offshore	3 - 72	9 - 237	3300 h Volllast	2009: 0,07 GW 0,037 TWh

Quelle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

Notwendigkeit neuer Speichersysteme

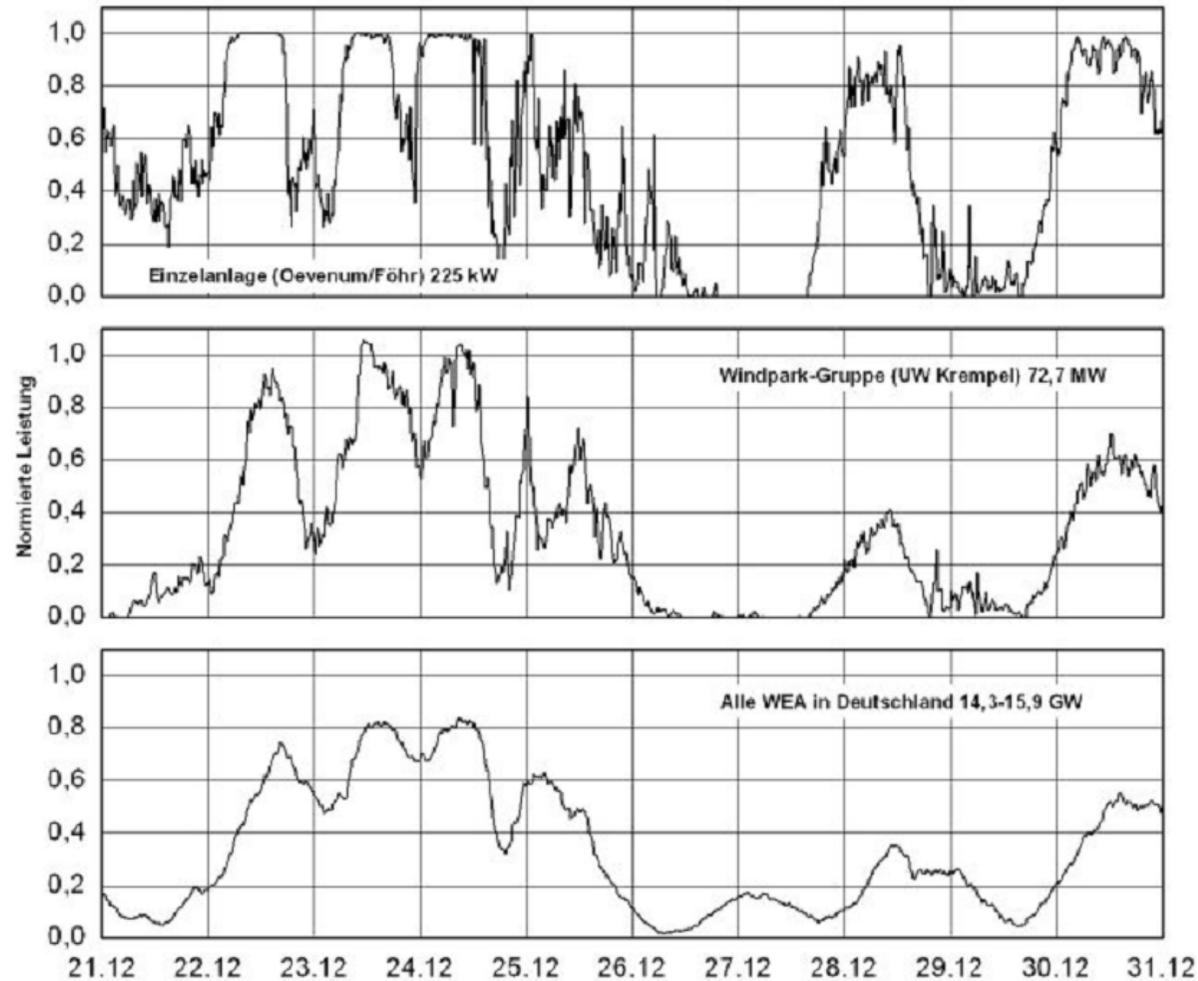
Solare Bestrahlungsstärke eines dt. Gebietes über 3 Tage



Quelle: Quaschnig, V.; Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, VDI-Berichte (2000)

Notwendigkeit neuer Speichersysteme

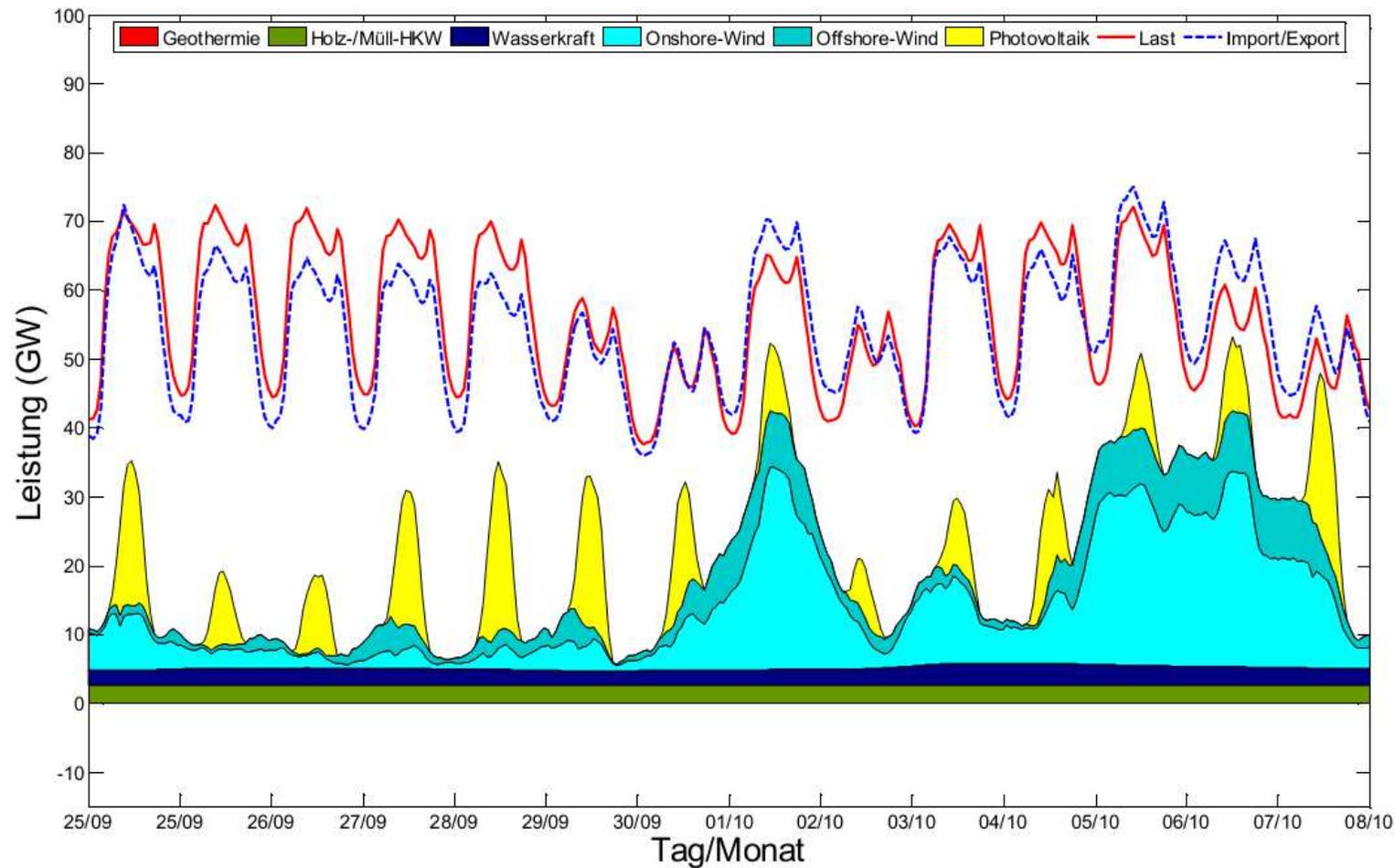
Leistung einer Windkraftanlage, einer Windpark-Gruppe und aller deutschen Windenergieanlagen (21.-31.12.2004) – VOR 10 Jahren(!)



Quelle: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET); Windenergie Report Deutschland, 2005

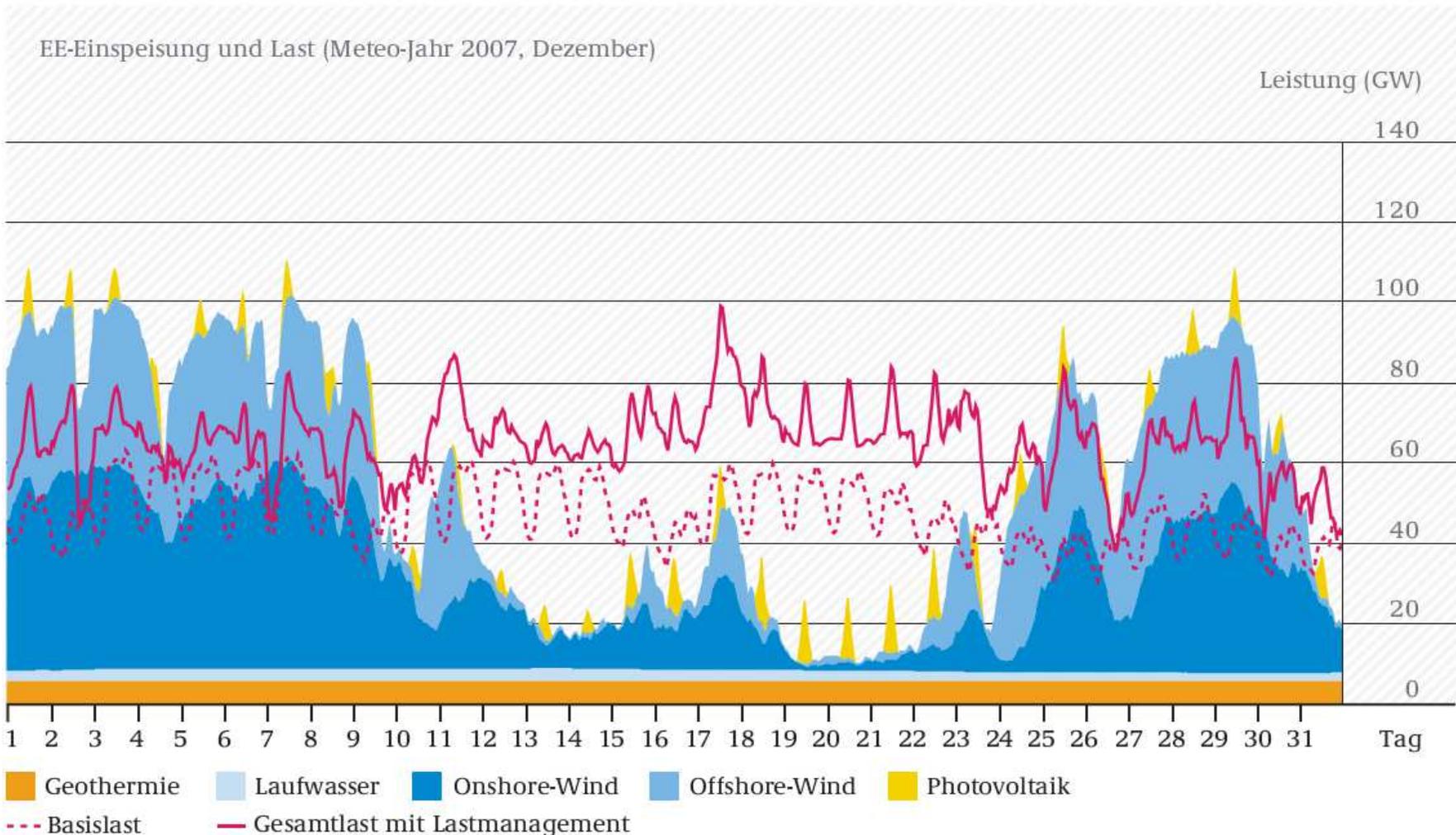
Notwendigkeit neuer Speichersysteme

Einspeisung erneuerbarer Energien in das deutsche Stromnetz, Szenario für 2020



Notwendigkeit neuer Speichersysteme

Einspeisung erneuerbarer Energien im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2007 - Dezember

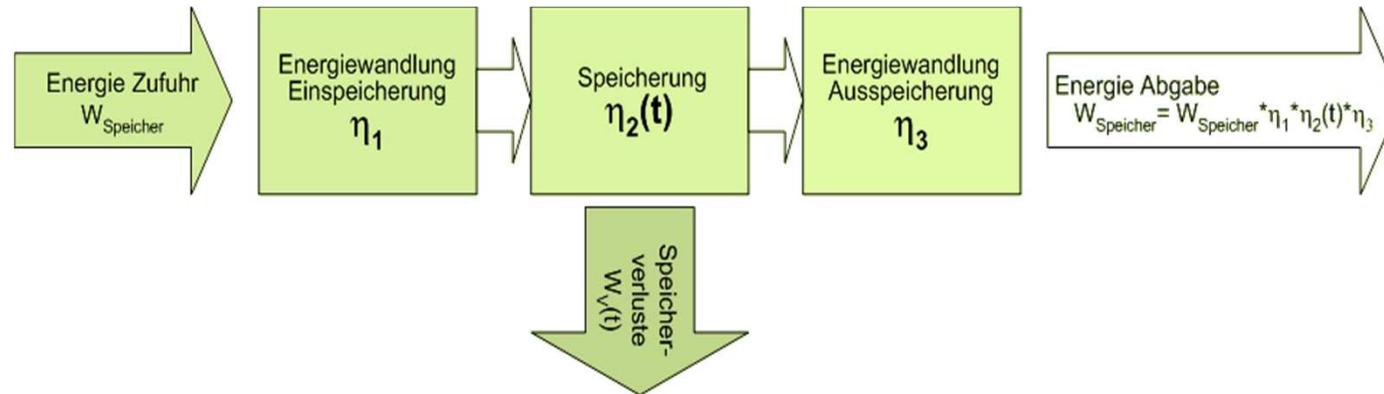


Quelle: "Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen"

Notwendigkeit neuer Speichersysteme

- Stromüberschüsse müssen in der Folge gespeichert und somit gemäß den konventionellen Energiekonzepten auch zu den Speichern (Pumpspeicher) transportiert werden
- enorme Investitionen in den Ausbau der europäischen Stromnetze und -speicher erforderlich
- Ausbau der Stromnetze - etwa für den Transport von elektrischer Energie aus Nordafrika („DESERTEC“) oder aus den Speicher- gebieten in Skandinavien wird mit signifikanten Eingriffen in die Topografie verbunden sein, wodurch soziodemografische Probleme zu erwarten sind.
- In bestimmten Segmenten des Stromnetzes sind somit dezentrale Speicher notwendig, die auch eine Langzeitspeicherung ermöglichen bzw. Systeme, die den Energietransport verlagern

Energiespeicher



Energiespeicher werden dabei nach der gespeicherten Energieform klassifiziert:

- Thermische Energie: Wärmespeicher
- Chemische Energie: Akkumulator, Batterie, Redox-Flow-Zelle, Wasserstoff
- Mechanische Energie:
 - Kinetische Energie: Schwungrad
 - Potenzielle Energie: Feder, Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicherkraftwerk
- Elektrische Energie: Kondensator (Elektrotechnik), supraleitender magnetischer Energiespeicher

Stromspeicher

Energieform	Speicher	Gesamtwirkungsgrad [%]	spez. Speicherfähigkeit* [kWh/m ³]
elektrisch	Kondensator	> 90	0,3
	supraleitender Magnet	80-90	15
potentiell	Hydraulischer Pumpspeicher	70-80	0,5-0,8** (300 bar)
pneumatisch	Druckluftspeicher	65-70	5-8** (60 bar)
kinetisch	Schwungradspeicher	70	50-100
chemisch gebunden	Batteriespeicher	65-80	30-100
	Wasserstoffspeicher	30-50	100-120** (40 bar)

* abhängig von Konstruktion und Auslegung

** druckabhängig

Quelle: VDI Lexikon Energietechnik

Stromspeicher

Zentrale Parameter für Stromspeichertechnologien:

- **Speicherkapazität**
- Maximale Ladeleistung / Entladeleistung
- **Wirkungsgrad / Nutzungsgrad**
- Zeitliche **Speicherverluste**
- **Zeitliche Verfügbarkeit**, gesicherte Leistung (tageszeitliche, saisonale Abhängigkeit)
- **Investitionskosten**
- Betriebskosten (Betriebsmittel, Emissionen)
- ...

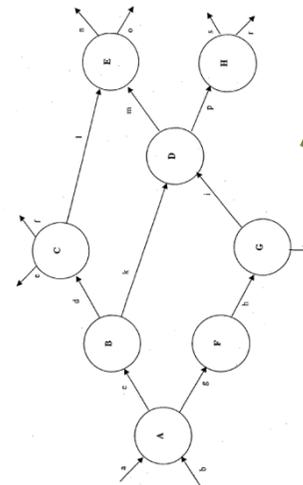


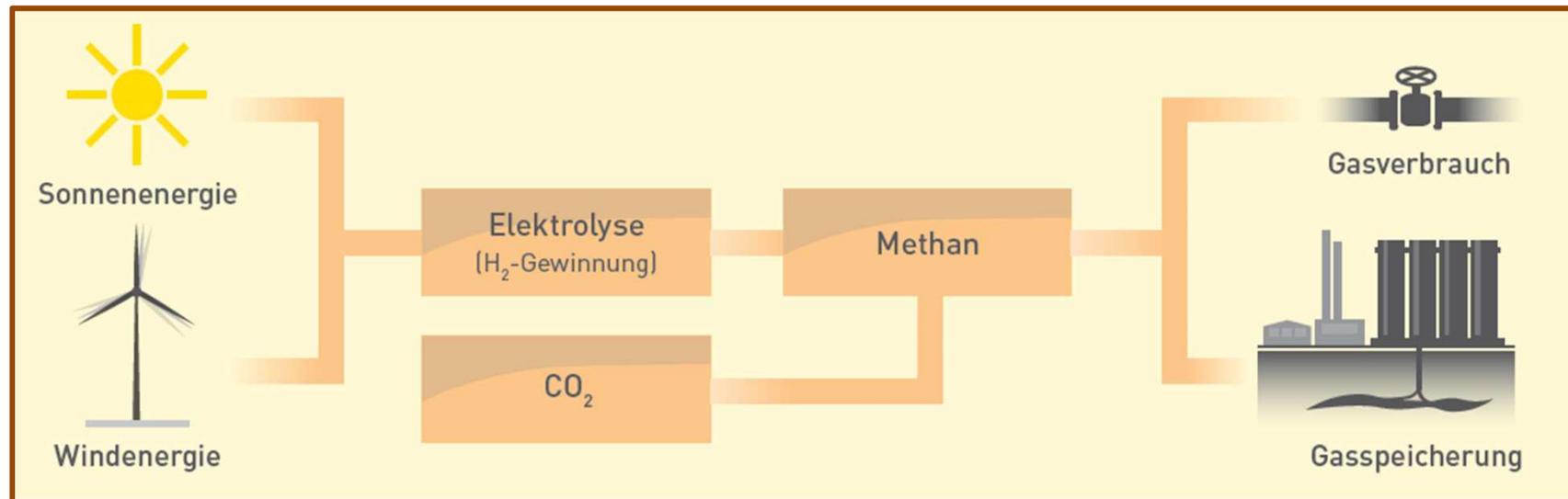
FIG 1

Das System Power to Gas

Power to Gas

= Produktion von Wasserstoff H_2 aus (erneuerbarer) elektrischer Energie

= Produktion von synthetischem Methan CH_4 aus Wasserstoff und Kohlendioxid



Quelle: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH (2012) Technologiekonzept Power-to-Gas; Broschüre

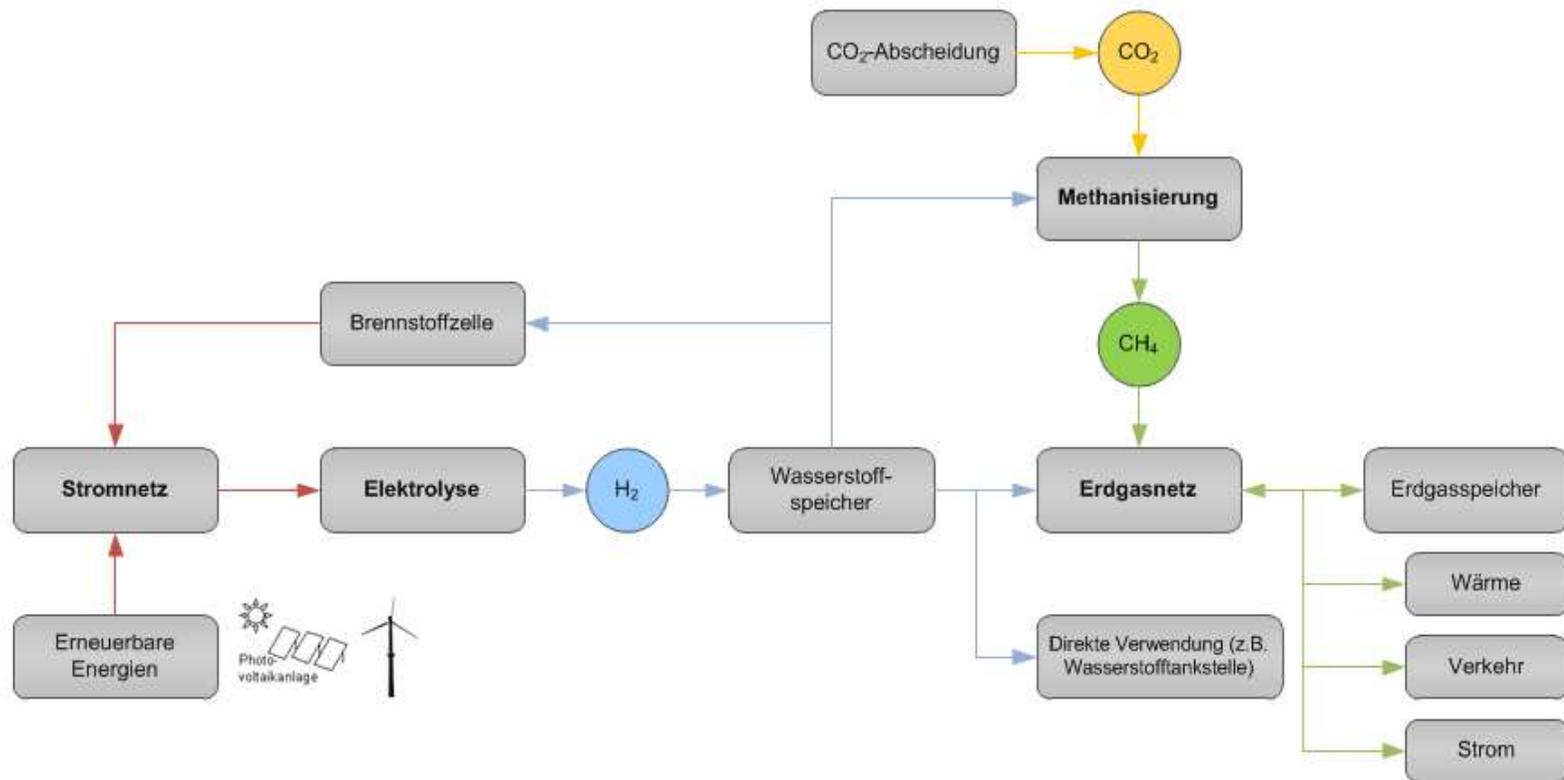
16

Das System Power to Gas

Power to Gas

= Produktion von Wasserstoff H_2 aus (erneuerbarer) elektrischer Energie

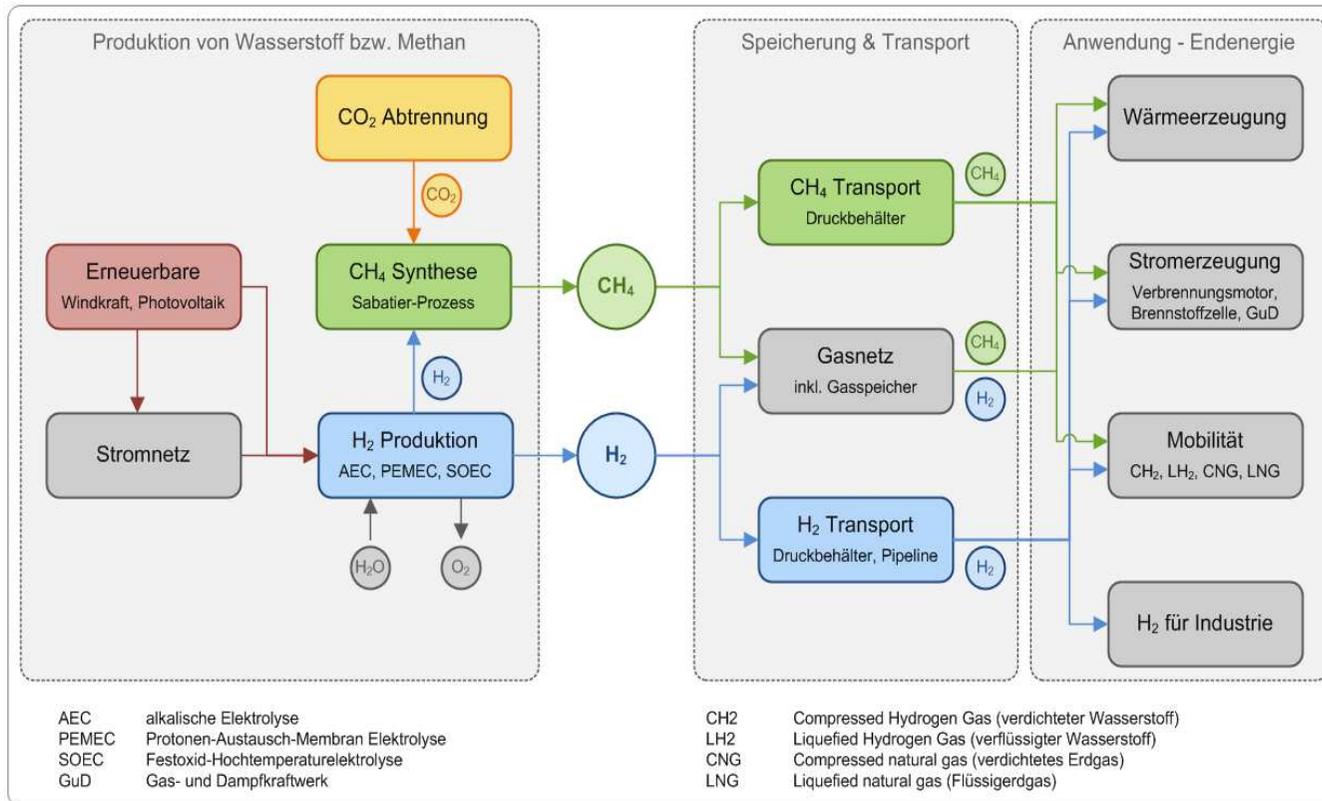
= Produktion von synthetischem Methan CH_4 aus Wasserstoff und Kohlendioxid



Quelle: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Das System Power to Gas

Das Power to Gas System und seine zahlreichen Anwendungsmöglichkeiten



Quelle: Reiter, Energieinstitut an der JKU Linz

Das System Power to Gas

Wirkungsgrad von Power to Gas-Anlagen:

- Technischer Wirkungsgrad Produktion Wasserstoff: 70-80%
- Technischer Wirkungsgrad Produktion Methan: 50-60%
- Technischer Wirkungsgrad elektrische Energie: 20-25%
(Rückverstromung Methan)
- Systemischer Wirkungsgrad: +100% ???
- Druckniveau: 20 – 160 bar



Ist für die Frage der Weiterentwicklung des Energiesystems der technische oder der systemische Wirkungsgrad anzusetzen?

Das System Power to Gas

Elektrolyseur als Schlüsselkomponente im Power-to-Gas System

	Alkalisch		PEM	
	mittelfristig	langfristig	mittelfristig	langfristig
Kapazität (Stack)	< 760 Nm ³ /h	< 1500 Nm ³ /h	< 30 Nm ³ /h	< 500 Nm ³ /h
Betriebsdruck	atmosphärisch bzw. 25-30 bar	< 60 bar	< 85 bar	60 - 100 bar
Betriebstemperatur	65 - 100 °C	60 - 90 °C	< 80°C	60 - 90 °C
Energiebedarf	4.3 - 7.5 kWh _{el} /Nm ³ _{H2}	4.1 - 5.7 kWh _{el} /Nm ³ _{H2}	5.4 - 7.4 kWh _{el} /Nm ³ _{H2}	3.9 - 4.8 kWh _{el} /Nm ³ _{H2}
Leistungsbereich (in % der Nennleistung)	20 - 100%	10 - 100%	0 - 100%	0 - 100%
Lebensdauer	15 - 25 a	30 a	6 - 15 a	30 a
Wasserstoffqualität	99.90%	-	> 99.99%	-

Quelle: eigene Zusammenstellung nach Ursua A, et al. (2012), Smolinka T. et al. (2011), Maclay J.D. et al. (2011), Bajohr S. et al. (2011)

Nutzen für das Energiesystem

- Power to Gas als flexibles Instrument für verschiedene Anwendungen im Energiesystem:
 1. Bereitstellung eines **Langzeitspeichers** für elektrische Energie – verbessertes Management der stark volatilen Stromproduktion erneuerbarer Energietechnologien wie Windkraft oder Photovoltaik
 2. Verlagerung des **Energietransportes** vom Stromnetz zum Gasnetz - Nutzung der großen Transport- und Speicherkapazitäten des vorhandenen Gasnetzes und damit verbundene geringere Intensität des Stromnetzausbaus
 3. Anhebung des Anteils erneuerbarer Energieträger in den Sektoren Verkehr und Industrie durch Nutzung von Wasserstoff oder synthetischem Methan aus erneuerbaren Quellen („**Greening**“)
 4. Schaffung von **autarken Energielösungen** in topografisch schwierigen und abgelegenen Regionen für alle relevanten Energiesegmente: Strom, Wärme und Verkehr

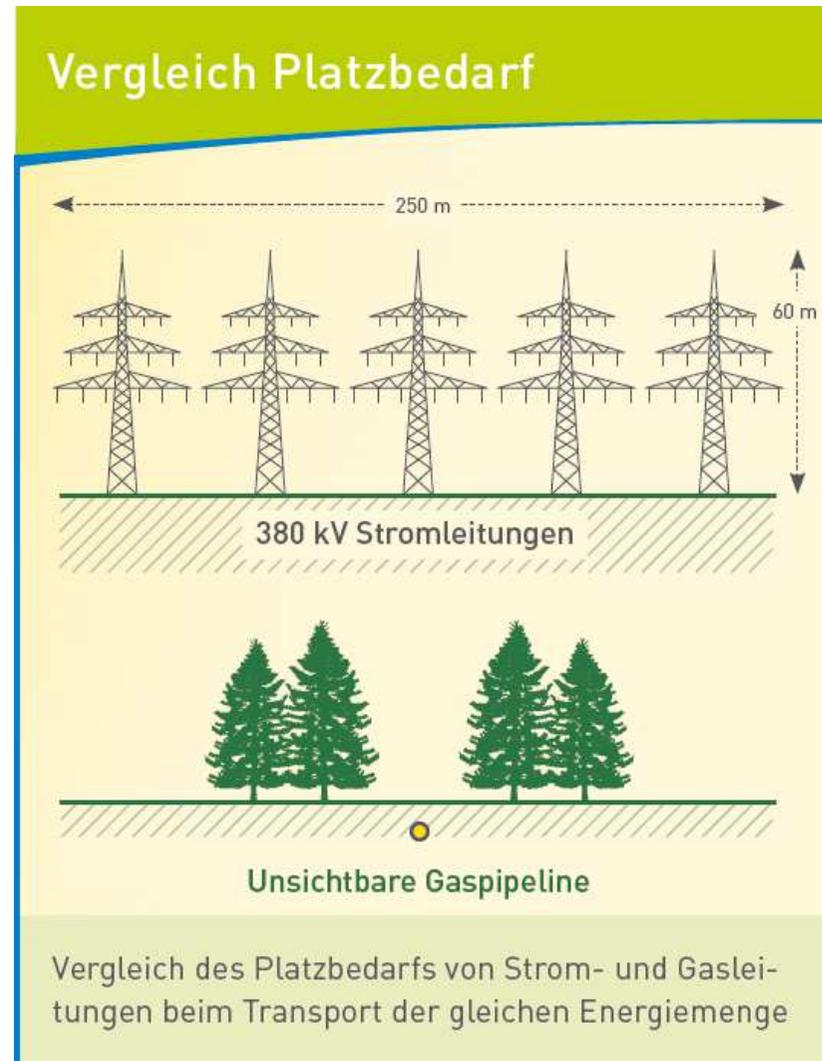
Nutzen für das Energiesystem

- Power to Gas als Langzeitspeicher für elektrische Energie
 - Die eigentliche **Intention** der Weiterentwicklung des Systems Power to Gas entspringt der Herausforderung einer steigenden Stromerzeugung aus **volatilen Erzeugungsquellen** (Windkraft, PV).
 - **Aktuell: Einspeisung v.a. von PV zu Peak-Zeiten** reduziert Margen/Rentabilität des existierenden „konventionellen“ Kraftwerksparks; es kommt zu Stilllegungen von (Gas-)Kraftwerken (auch durch den Einfluss anderer Parameter).
 - **Chemische Energiespeicherung** in den Verteilnetzen – dezentral, direkt bei den (PV-) Erzeugungsanlagen – reduziert die Peak-Einspeisung Erneuerbarer und ermöglicht die Nutzung des bestehenden – noch nicht abgeschriebenen – Systems.
 - Die Aufrechterhaltung eines hohen Niveaus an **Versorgungssicherheit** bei einem simultanen Wachstum der Stromproduktion aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen stellt eine zentrale Herausforderung der mitteleuropäischen Volkswirtschaften dar.

Nutzen für das Energiesystem

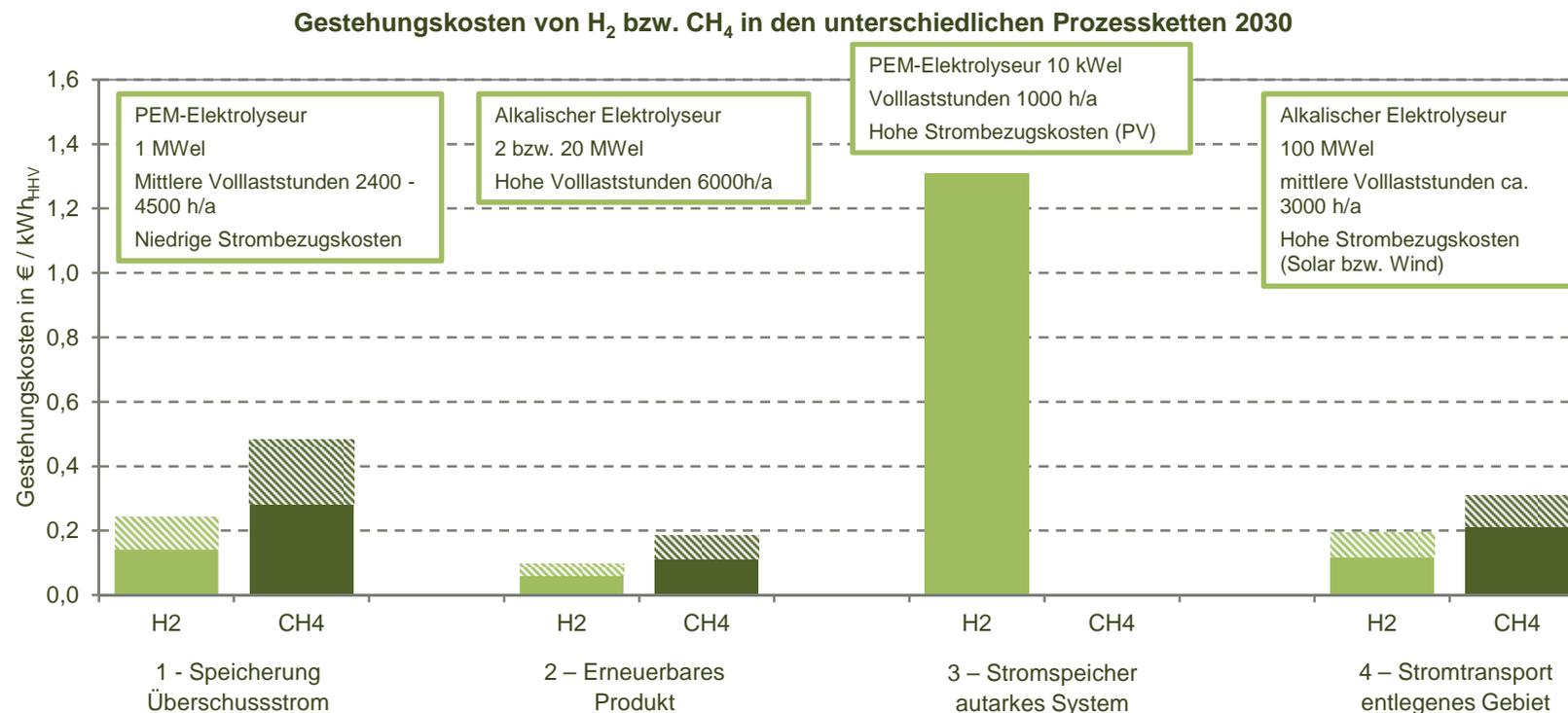
- Verlagerung des Energietransports mit Power to Gas
 - Dezentrale Umwandlung von Strom in H_2 oder CH_4 in der Nähe der Stromerzeugung ermöglicht den Energietransport zum Verbraucher im bestehenden Gasnetz (kein Ausbau notwendig)
 - Daraus ergeben sich für die Weiterentwicklung des Energiesystems weitaus geringere topografische und politische Problemstellungen.

Quelle: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH (2012) Technologiekonzept Power-to-Gas; Broschüre



Nutzen für das Energiesystem

- Ökonomische Aspekte: Ausgewählte Ergebnisse für die Gestehungskosten verschiedener Power to Gas Anwendungen

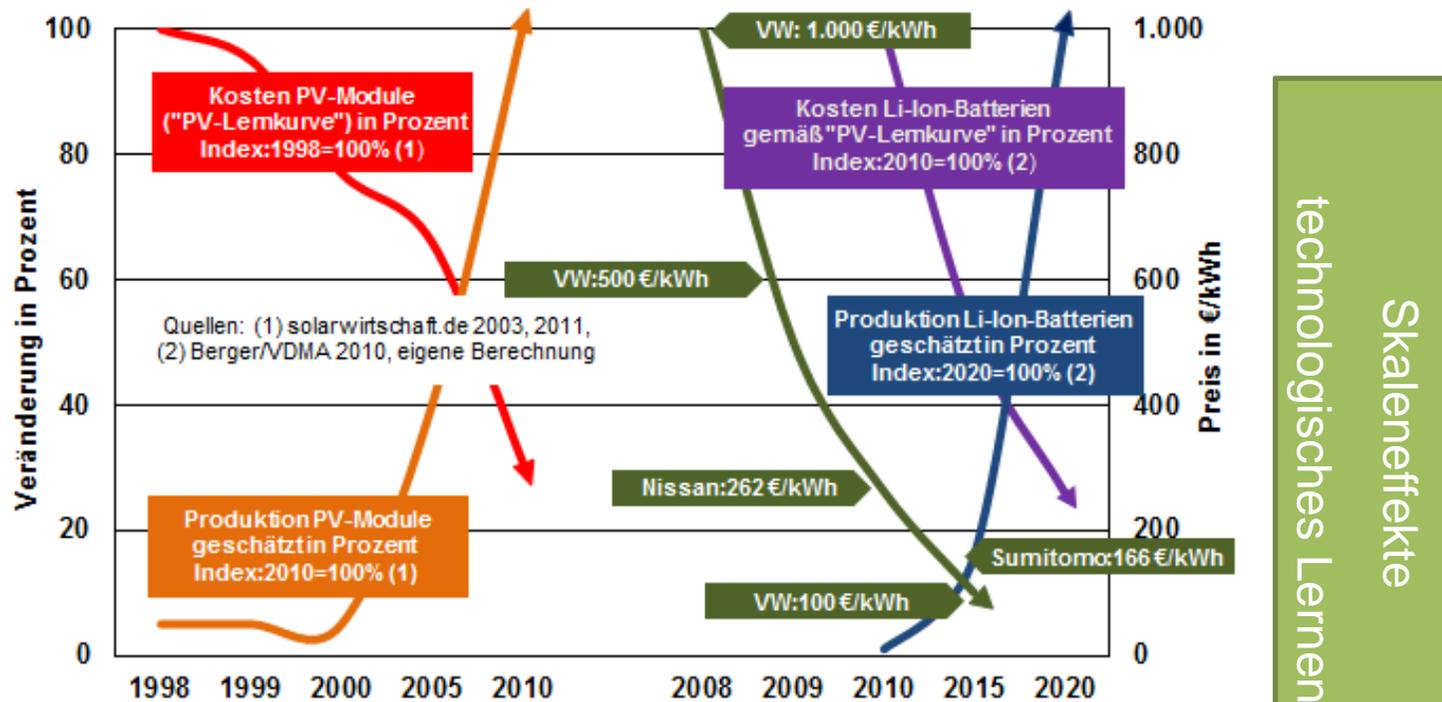


Quelle: Eigene Berechnungen, Energieinstitut an der JKU Linz

Anmerkung: In dieser Abbildung werden die reinen Gestehungskosten der einzelnen Prozessketten dargestellt. Kosten der Einspeisung in das Erdgasnetz, der Nutzung in einer Tankstelle oder der Rückverstromung sind hier nicht berücksichtigt, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

Ökonomische Relevanz von Lernkurven und Skaleneffekten

Beispiel: Lernkurve betreffend PV-Modulen* und Li-Ionen-Batterien 1998-2010 bzw. 2008 – 2020



* PV-Lernkurve: Verdopplung der Produktion = 20 % Kostensenkung

Quelle: Institut für Automation und Kommunikation e.V. Magdeburg (2011)
Begleitforschung zum kabellosen Laden von Elektrofahrzeugen

➔ **Lernkurve – Notwendigkeit für alle Speichertechnologien**

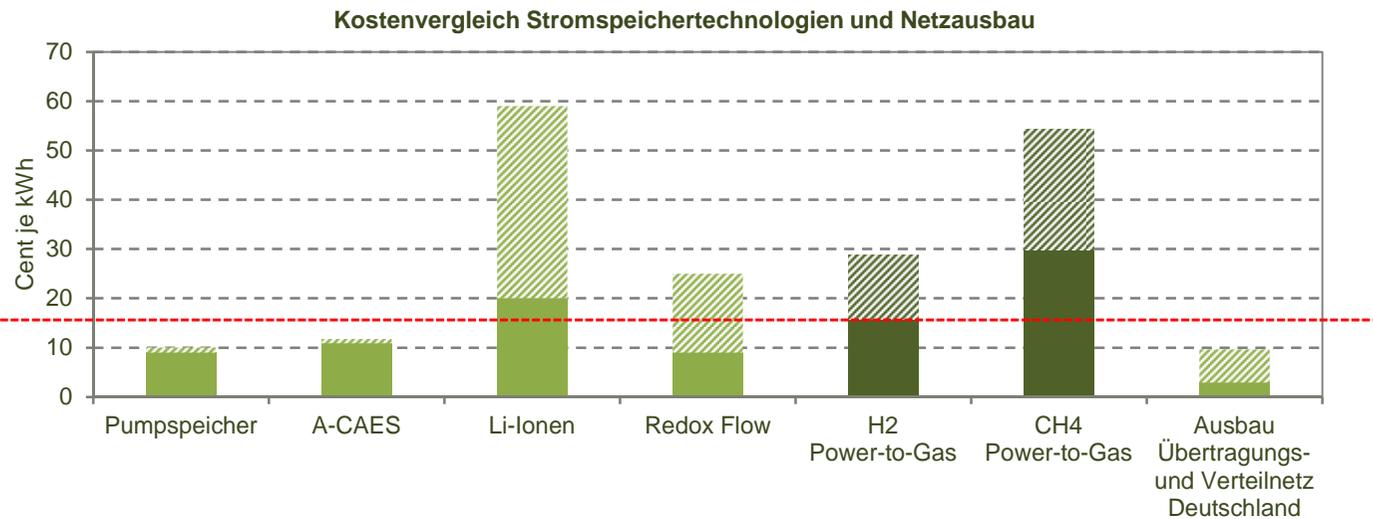
Nutzen für das Energiesystem

o Ökonomische Aspekte

- Eine **globale Weiterentwicklung der Technologiekomponenten** im Zusammenhang mit **intelligenten Einsatzkonzepten** ist der Schlüssel für den zukünftigen Einsatz von Power to Gas-Systemen
- Eine **Rückverstromung** des eingespeisten H₂ bzw. CH₄ ist mit hohen Effizienzverlusten behaftet, weshalb die Energieträger besser direkt genutzt werden sollten.
- Erreichbare Volllaststunden sowie Ausprägung der Technologiekosten sind die wichtigsten Einflussgrößen der gesamten Gestehekungskosten
- Strompreise, Effizienz und Kosten für CO₂ haben deutlich weniger Einfluss auf die Gestehekungskosten.
- Die umfassende Einschätzung der verschiedenen Power to Gas-Prozessketten hängt schlussendlich von den spezifischen systemischen **Benchmarks** ab

Nutzen für das Energiesystem

- Speicherung von Überschussstrom - Stromspeichertechnologien und Netzausbau als Benchmarks



Benchmark	Beschreibung und Quelle
Pumpspeicher	Berechnungen der EEG, TU Wien
Druckluftspeicher A-CAES	SRU: 100% Erneuerbare bis 2050 - Szenario 2050 national bzw. Szenario Verbund NOR (509 bis 700 TWh/a Strombedarf)
Lilonen	Werte aus Studie „Energiespeicher der Zukunft“
Redox-Flow	Werte aus Studie „Energiespeicher der Zukunft“
Power-to-Gas H2 2030	Berechnungen Prozesskette 1 – Einspeisung in das Erdgasnetz bzw. Rückverstromung im GuD (2030)
Power-to-Gas CH4 2030	Berechnungen Prozesskette 1 - Einspeisung in das Erdgasnetz bzw. Rückverstromung im GuD (2030)
Ausbau Übertragungs- und Verteilnetz D	Dena Netzstudie, BDEW 2011 - Ausbau Übertragungsnetz bis 2020 bzw. Ausbau Verteilnetz bis 2030 (Summe)

Quelle: Eigene Berechnungen, Energieinstitut an der JKU Linz

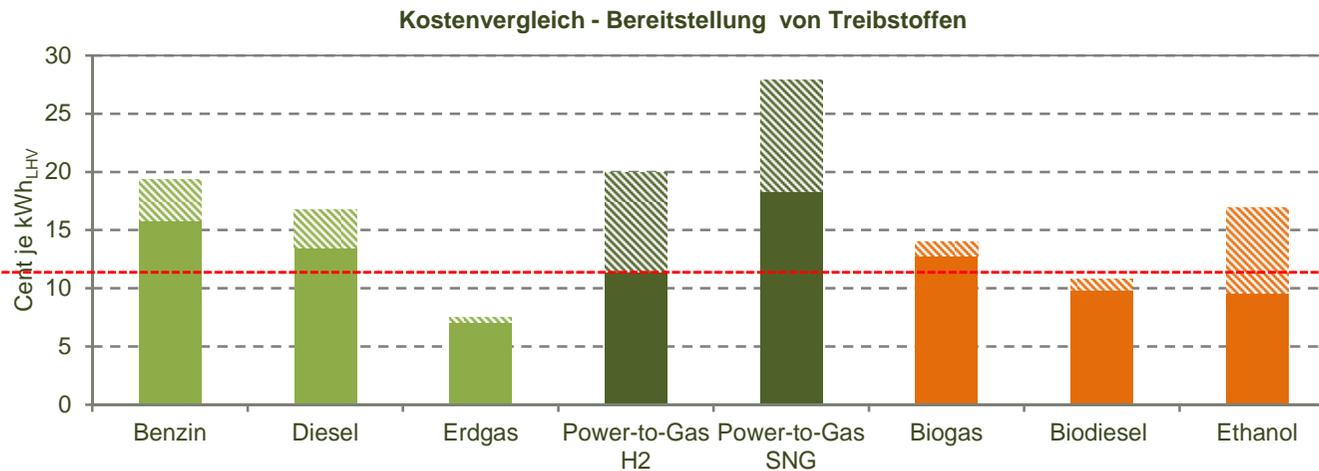
Nutzen für das Energiesystem

- Erhöhung des erneuerbaren Anteils in den Sektoren Verkehr und Industrie durch Power to Gas
 - Die chemische Speicherung von elektrischer Energie bietet zudem auch die Option, den Anteil erneuerbare Energieträger insbesondere im Sektor Verkehr zu erhöhen, ohne eine Ressourcenkonkurrenz zur Lebensmittelproduktion zu generieren.
 - Synthetisches Methan kann (wie Erdgas) in bereits relativ weit verbreiteten CNG-Tankstellen und –Fahrzeugen eingesetzt werden.
 - Auch Wasserstoff kann in der Mobilität direkt eingesetzt werden, die Infrastruktur (Tankstellen und Fahrzeuge) ist allerdings noch nicht in breitem Ausmaß vorhanden.
 - Wasserstoff ist ein wichtiger Rohstoff für industrielle Prozesse und wird derzeit vorwiegend aus fossilen Rohstoffen gewonnen. Der Einsatz von erneuerbarem H₂ aus Power to Gas weist daher ein enormes Reduktionspotential für Treibhausgasemissionen in der Industrie auf.

Nutzen für das Energiesystem

Erzeugung eines erneuerbaren Produkts für den Mobilitätsbereich

– Fossile und biogene Treibstoffe als Benchmarks



Anmerkungen:

- Endverbraucherpreise fossiler Kraftstoffe (ohne MwSt.)
- Strombezug für PtG inklusive Stromnetztarife!
- Biotreibstoffe ohne Steuern & Abgaben!

Benchmark	Beschreibung und Quelle
Benzin	Aktueller Preis Benzin bzw. Preis bei einer Ölpreiserhöhung auf 200 USD je Barrel
Diesel	Aktueller Preis Diesel bzw. Preis bei einer Ölpreiserhöhung auf 200 USD je Barrel
Erdgas	Aktueller Preis Erdgas bzw. Preis bei einer Ölpreiserhöhung auf 200 USD je Barrel
Power-to-Gas H2	Berechnungen Prozesskette 2 – optimistische Werte für 2013 bzw. 2030
Power-to-Gas SNG	Berechnungen Prozesskette 2 – optimistische Werte für 2013 bzw. 2030
Biogas	BMBF-Studie Biogas inkl. Tankstelleninfrastrukturkosten (siehe SNG)
Biodiesel	GSI (2013) Biofuels - At What Cost? A review of costs and benefits of EU biofuel policies
Ethanol	GSI (2013) Biofuels - At What Cost? A review of costs and benefits of EU biofuel policies



Systementwicklung und -bewertung

Förderung des **BMWFJ** für das **Energieinstitut an der JKU Linz**
Power to Gas – Markt- und Technologiescouting und -analyse

LEGENDE Projektstatus
 abgeschlossen
 laufend
 in Planung

Prozessentwicklung, technologische Forschung, Verwertung

CO₂
 F&E CO₂-Abtrennung und -verwertung

H₂
 F&E Wasserstoffproduktion und -verwertung

CH₄
 F&E Methanisierung, Produktion von Kohlenwasserstoffen

F&E Technologiesysteme

F&E Brennstoffzellen

EVN, TU Wien (IET)
 CCS in PCC slipstream Anlage Dürnrohr

Profactor, TU Wien
 HYVOLUTION (Herstellung von Wasserstoff in Kleinanlagen aus lokal produzierter Biomasse)

TU Graz, Institut für Wärmetechnik IWT, Agnion
 Smart SynGas (Methanierung von Produktgasen aus der allothermen Biomassereformierung)

TU Graz, Research Studios Austria, OMV, Fronius, AVL
 Flex-Fuel-Reformer

CD Labor Cambridge
 Erneuerbare Syngas

Hydrogen Center Austria
 Brennstoffzellensysteme mit Wasserstoff

Wärmetechnik IWT, TU Wien
 Biomethanierung

Profactor, TU Wien
 zur Erzeugung von Wasserstoff

TU Wien – Institut für VT, Biom. KW Betriebs GmbH, Binder Industrieanlagenbau, CTS GmbH
 Simple SNG (investigate previous found catalysts for methanation)

Fronius International - Entwicklung und Betrieb der Energiezelle (Brennstoffzelle und Energiezelle)

Profactor GmbH, Energieinstitut an der JKU Linz, LIC REGSTORE (CO₂-Bindung durch Elektro-Biotechnologie)

Hydrogen Center Austria
 Demonstration von 4 kW_{th} mit zwei 5 kW SOFC

Hydrogen Center Austria
 OCP (CO₂ als wertvoller Rohstoff)

Profactor, TU Wien
 HyTime – Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse

Green Thitan
 GreenTech Process CO₂

TU Wien – Institut für VT, Synthetische Biotreibstoffe, OMV, BioEnergy2020+, Repotec - BioH₂, 4Refineries

TU Wien – Institut für VT, Bioprocess Technology
 Coupling of BioH₂ and BioCO₂ production for BioCH₄

BIOCELLLOS (Biomass Fuel Cell Utility System)

Messer Group GmbH
 O₂-fuel

Profactor, Fronius, MAGNA STEYR, OMV, Uni Wien, JKU
 H2desorb

TU Wien – Institut für VT, Bioprocess Technology - Quantitative Bioprocess Development for Methanogenesis from Gaseous Substrates

MU Leoben, OMV, ecoduna, BOKU Wien, Energieinstitut an der JKU Linz, VOEST, EVN, Wopfinger - Next Generation Crude Production

RAG, MU Leoben, BOKU-IFA Tulln, Energieinstitut an der JKU Linz, Verbund, Axiom - Underground Sun Storage (Leitprojekt elmission)

Plansee Werke
 Weiterentwicklung SOFC

AIT, DSM Fine Chemicals
 CARBORG RSA-Projekt

Profactor, Fronius, MAGNA STEYR, OMV, Uni Wien, JKU
 H2desorb

MU Leoben, Ceram, Profactor, TU Wien – Institut für VT, Repotec, Energieinstitut an der JKU Linz
 Chemischer Speicher EE-CH₄ RSA-Projekt

Linde, Fronius, DB Schenker, OMV, HyCentA, Joanneum Research
 E-LOG-Biofleet

AVL List, MU Leoben, div. Partner
 HYDROCELL (Entwicklung SOEC)

TU Graz (Institut für VT u. UT)
 Projekte F&E Brennstoffzelle (DuraPEM, A3 FALCON, KEEPEMALIVE,...)

JKU-LIOS von der Niedertemperaturelektrolyse zur Direktreduktion

JKU
 Photolytische Wasserspaltung

Energieinstitut an der JKU Linz, Profactor, MU Leoben, TU Wien – Institut für VT
 OptFuel RSA-Projekt

MU Leoben (phys. Chemie)
 Projekte F&E SOFC

A3PS
 zahlreiche projekte unter <http://www.a3ps.at/>

Power to Gas – eine Technologie der Zukunft?
 Die österreichische F&E-Landschaft beschäftigt sich seit 5 Jahren mit dem Thema, in einer durchaus beachtlichen Anzahl an (Teil-)Projekten

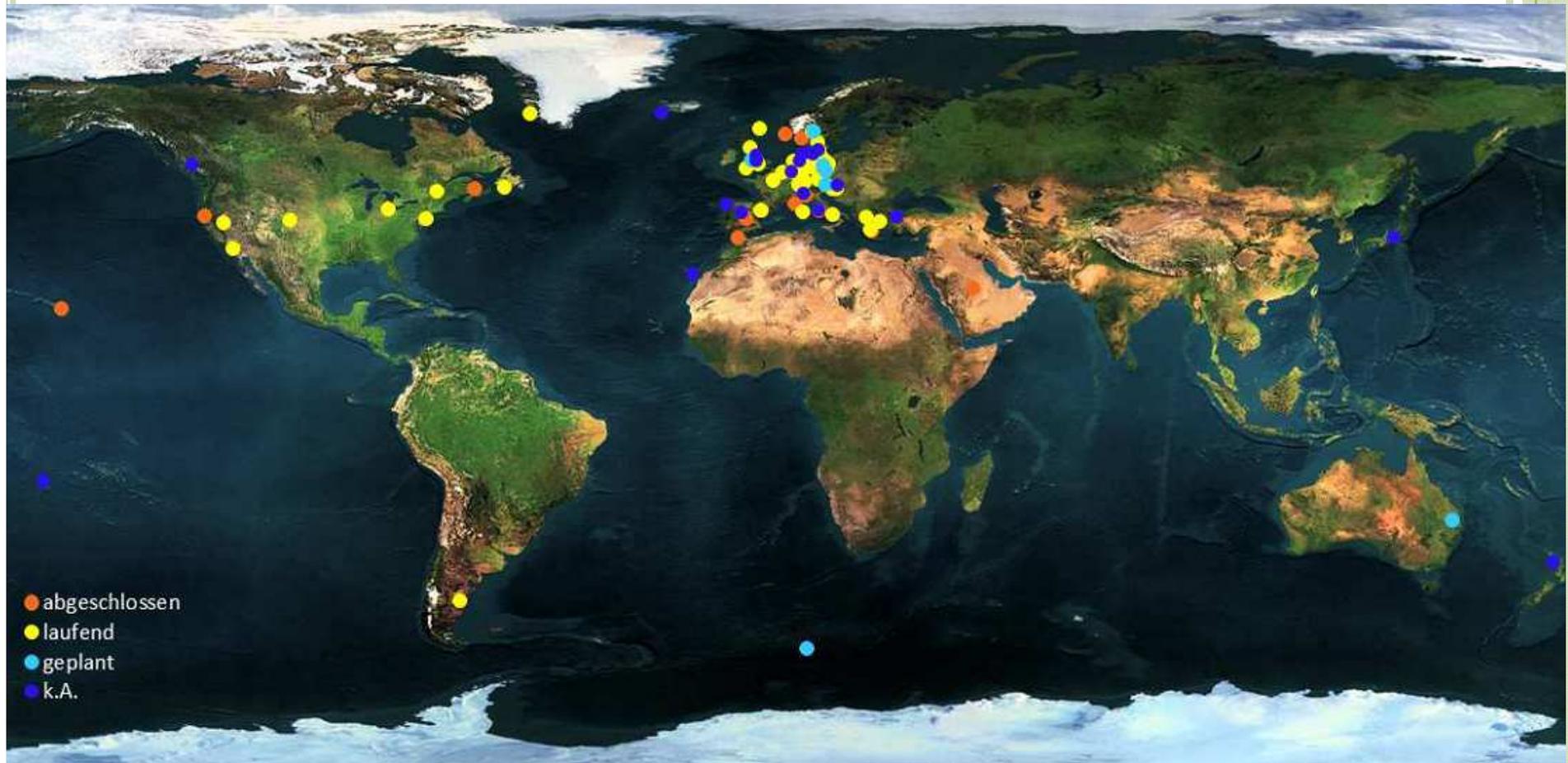
Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz
 Anmerkung: kein Anspruch auf Vollständigkeit

Projekte des Energieinstituts an der JKU Linz

laufende Power to Gas-Projekte mit Beteiligung des Energieinstituts:

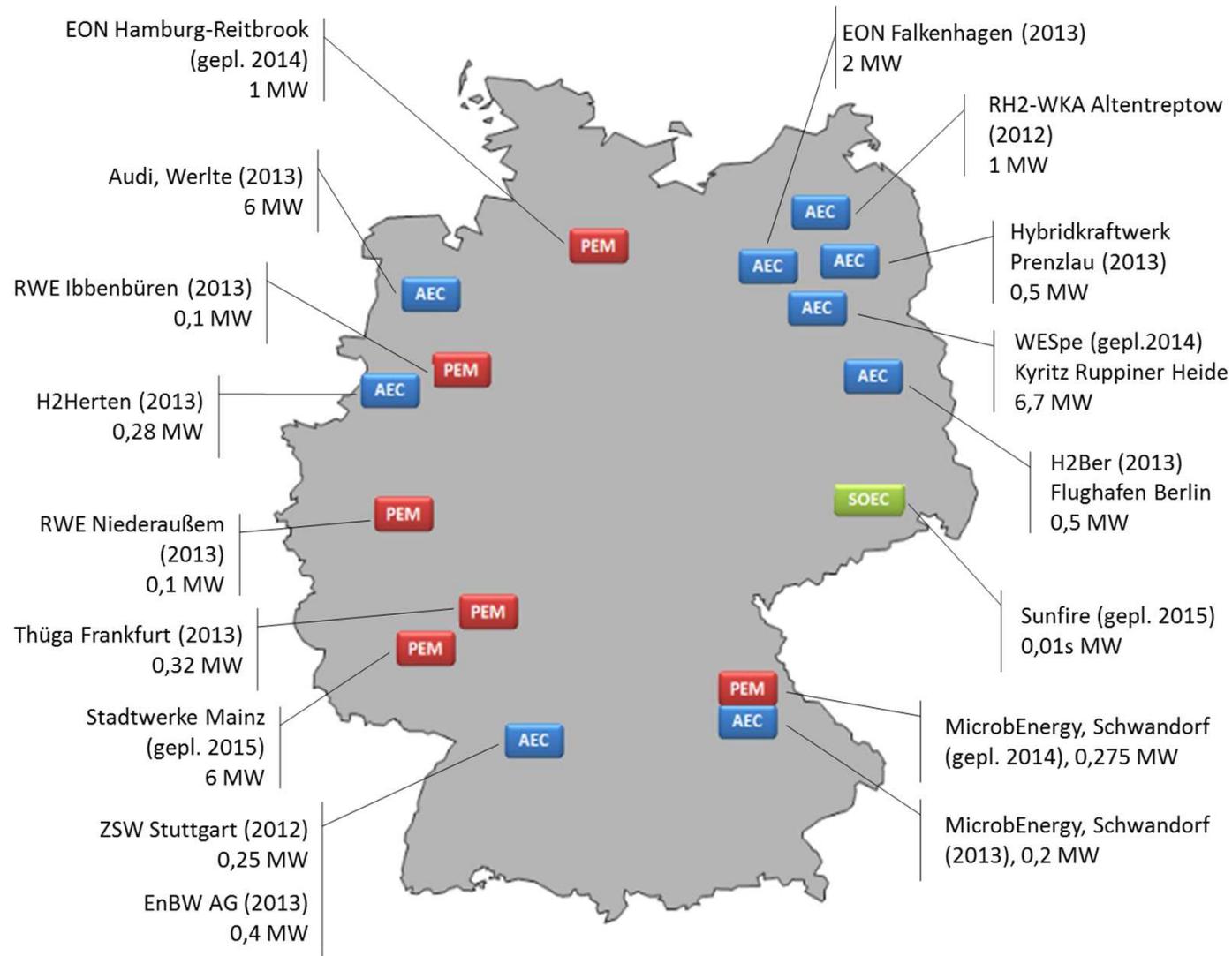
- Power to Gas – eine Systemanalyse.
Markt- und Technologiescouting und -analyse
- FTI-Roadmap Power-to-Gas
- wind2hydrogen (Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff zur Speicherung und zum Transport im Erdgasnetz)
- Optimierung der Energieträger-Gewinnung aus Biomasse unter Einbindung von Überschussstrom („Optfuel“)
- Entwicklung eines katalytischen Prozesses zur Methanisierung von CO₂ aus industriellen Quellen („EE-Methan aus CO₂“)
- Underground Sun.Storage (Chemical storage of renewable energy in porous subsurface reservoirs with exemplary testbed)
- Österreichische Power-to-Gas Plattform:
informelle Plattform – offen für weitere Teilnehmer

Projekte und Pilotanlagen weltweit



Quelle: eigene Darstellung anhand von Informationen aus Gahleitner (2013).
Anmerkung: Kein Anspruch auf Vollständigkeit; Stand Dezember 2013

Power to Gas-Anlagen in Deutschland



Quelle: Markus Koppe, JKU Linz

Power to Gas – eine Technologie der Zukunft?

- **Multifunktionaler Einsatz** im zukünftigen Energiesystem zur Langzeitspeicherung elektrischer Energie, Verlagerung des Energietransportes vom Strom- zum Gasnetz, zur Erzeugung erneuerbarer Energieträger für die Sektoren Verkehr und Industrie sowie zur Schaffung autarker Energielösungen.
- Die Evaluierung verschiedener Prozessketten und der Kostenvergleich mit volkswirtschaftlichen Alternativlösungen zeigt, dass aus direkten **betriebs-wirtschaftlichen Aspekten** eine **Wettbewerbskompatibilität** im bestehenden Rechtsrahmen v.a. kurz- und mittelfristig noch nicht erreicht wird.
- Der in Zukunft potentielle betriebswirtschaftliche Nutzen des Betriebs von Power-to-Gas-Anlagen wird deutlich überlagert durch den Systemnutzen der Technologie. Dies ist bei einer ökonomischen Analyse zu berücksichtigen.
- Allerdings beinhaltet Power to Gas eine Reihe von systemischen **volkswirtschaftlichen Vorteilen / Aspekten** (hohe Akzeptanz der Umsetzung, Erhöhung der Versorgungssicherheit, Reduktion von stranded investments, ökologische Vorteile v.a. im Mobilitätseinsatz, Entlastung anderer Speichersysteme, etc.).
- **Aus volkswirtschaftlichen und wohlfahrtsökonomischen Aspekten ist somit Power to Gas als eine Lösungsoption weiterzuverfolgen und seitens der öffentlichen Hand zu unterstützen.**

Danke für die Aufmerksamkeit!

Kontakt: Dr. Robert Tichler

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Altenberger Straße 69

4040 Linz

AUSTRIA

Tel: +43 70 2468 5659

Fax: + 43 70 2468 5651

e-mail: tichler@energieinstitut-linz.at



35